

Рис.3 Динамика налоговой нагрузки



Рис.4 Структура уплаченных налогов

Одним из основных государственных налоговых инструментов является новая схема налогообложения газодобывающих компаний в части налога на добычу полезных ископаемых, которая была введена с 1 июля 2014 года. Ранее действующая система налогообложения при добыче газа и газового конденсата не учитывала ни стадий жизненного цикла освоения недр, ни изменения ценовой конъюнктуры рынка, ни условий разработки, ни прочих факторов, поэтому предприятия газовой отрасли несли избыточное налоговое бремя [2]. Новая методика расчета учитывает, в частности, состав газа, макроэкономические показатели, уровень цен на рынках сбыта голубого топлива, условия разработки залежей, расходы на транспортировку газа горючего природного. Все это необходимо для стимулирования разработки новых залежей углеводородов. С 1 января 2016 г. вступил в силу Федеральный закон от 28 ноября 2015 г. № 325-ФЗ «О внесении изменений в часть первую и статьи 342.4 и 342.5 части второй Налогового кодекса Российской Федерации», который скорректировал показатель «единица условного топлива», используемый при расчете налога на добычу полезных ископаемых, на показатель, характеризующий экспортную доходность единицы условного топлива. Данный коэффициент в 2016 г. был равен единице для ПАО «Газпром», для прочих налогоплательщиков — 0,7317. А с 1 января 2017 г. Коэффициент, характеризующий экспортную доходность единицы условного топлива, устанавливается равным 0,7317 для всех плательщиков налога на добычу полезных ископаемых. Кроме того, в формуле расчета показателя единицы условного топлива коэффициент изменился с 0,15 на 0,2051. Таким образом, процент изъятия выручки от средней цены для ПАО «Газпром» возрос с 15 до 20,51 %, для остальных производителей остался равным 15 % без повышения [1].

На рисунке 4 можно наблюдать уменьшение доли налога на добычу полезных ископаемых в 2015 году в связи с введением 1 июля 2014 года новой схемы налогообложения газодобывающих компаний.

Все вышеперечисленные выводы свидетельствуют о стимулировании государством деятельности мелких и средних газодобывающих компаний, месторождения которых находятся на ранних стадиях разработки.

#### Литература

1. Каширина М. В., Журавлев М. А. Особенности налогообложения при добыче газа в России // Налоги и налогообложение. 2016. № 4.
2. Палювина А. С., Каширина М. В. Современные проблемы развития налогообложения нефтяного сектора в России // Налоги и налогообложение. 2016. № 2.
3. Официальный сайт ОАО «Севернефтегазпром». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://severneftegazprom.com>
4. Финансовая отчетность по МСФО ОАО «Севернефтегазпром».

#### АНАЛИЗ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА "ГАЗПРОМНЕФТЬ - НОЯБРЬСКНЕФТЕГАЗ"

Е.И. Кухаренко, П.Д. Грицаев, И.В. Шарф

Научный руководитель - доцент Т.С.Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время одной из главных проблем российской нефтегазовой промышленности является высокая степень выработанности и обводненности месторождений, большинство из которых эксплуатируются с 60-70 гг. прошлого столетия, и в настоящий момент месторождения находятся на 3 и 4 стадии разработки. Эти факторы обуславливают падающие дебиты добывающих скважин. Поэтому, стратегические перспективы развития компаний связаны с приростом запасов благодаря открытию новых залежей и месторождений, что влечет за собой необходимость в росте инвестиций в данную область.

В данной работе анализируется деятельность Акционерного общества "Газпромнефть - Ноябрьскнефтегаз" - предприятия средних размеров, разрабатывающего 22 месторождения на территории двух субъектов РФ: ХМАО и ЯНАО. [1] Цель - определение перспектив и направлений роста компании.

Основными месторождениями, разрабатываемыми Компанией и вносящими значительный вклад в общую добычу, являются следующие.

Вынгапуровское - нефтегазоконденсатное, местонахождение - ЯМАО, 100 км от г. Ноябрьск, введено в эксплуатацию в 1982 г., сегодняшние извлекаемые запасы: газа - 80 млрд м<sup>3</sup>, нефти - 29 млн т. Промышленные значения имеют отложения нижнего мела и юры, 27 продуктивных пластов - в том числе 4 нефтегазоконденсатных, 4 газонефтяных, 3 газовых; этаж нефтеносности - 1600 м. Наземная инфраструктура - цех предварительной подготовки нефти, 5 насосных дожимных станций и 5 насосных кустовых станций. [2]

Спорышевское - нефтяное, местонахождение - ЯМАО, 15 км (к северу) от г. Ноябрьск, введено в эксплуатацию в 1996 г., извлекаемые запасы на 2007 г. - 57,9 млн т. (В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>). Промышленные значения имеют отложения нижнего мела и юры, 27 продуктивных объектов, коллектор - песчаник. Нефти - средней плотности, от малосернистых до сернистых, средней вязкости, парафинистые с невысоким газовым фактором. [3]

Холмогорское - нефтяное, местонахождение - ХМАО (большая часть) и ЯНАО, 540 км (к юго-востоку) от г. Салехард, введено в эксплуатацию в 1975 г., начальные извлекаемые запасы - 70 млн т. Нефтеносные отложения - меловые, глубина залегания - 2640 м. Нефть - легкая, маловязкая, сернистая. Степень выработанности к 2000 г. - 96%. [4]

Особенности основных месторождений, прежде всего, длительный срок эксплуатации, обуславливающий высокую выработанность и обводненность, а также качественные характеристики добываемых жидкостей ведут к снижению среднесуточных дебитов добывающих скважин, а следовательно, и общих показателей добычи нефти Компании (рис. 1, 2).

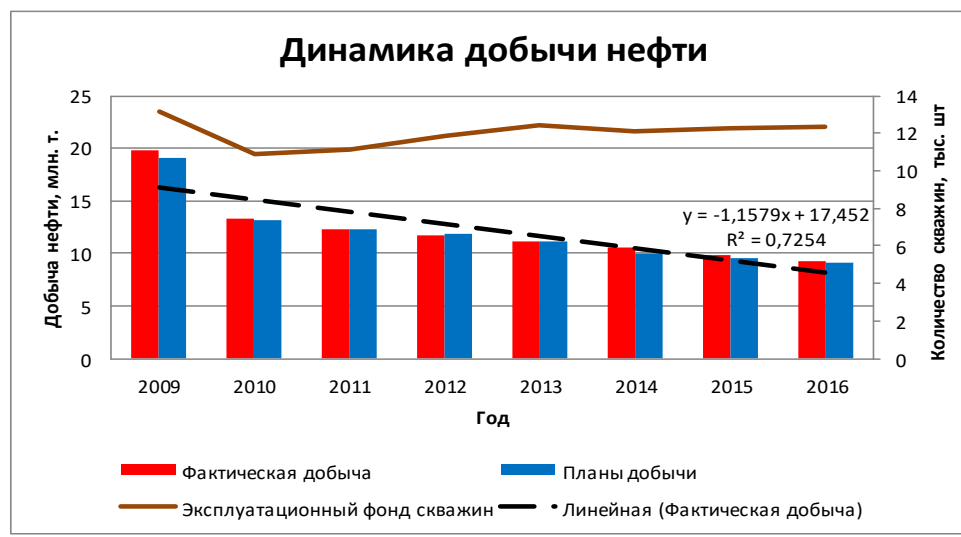


Рис. 1 Динамика показателей добычи нефти с 2009 по 2016 гг. [1]

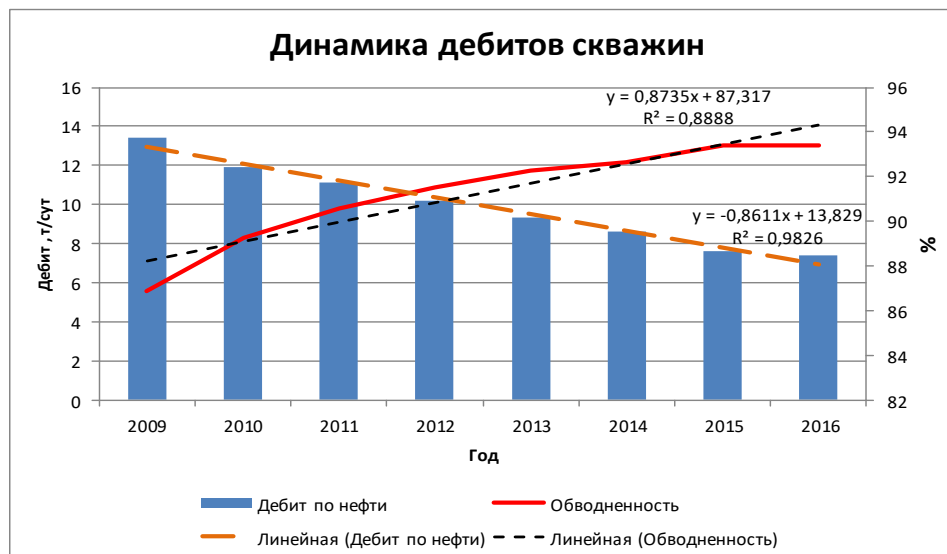


Рис. 2 Динамика среднесуточного дебита скважин и обводненности [1]

В рассматриваемом временном интервале можно выделить 2 этапа:

Первый, до 2009 года (включительно), характеризующийся уровнем добычи нефти в районе 20 млн т. в год;

Второй, начиная с 2010 года, характеризующийся резким падением показателя добычи - порядка 35% от значения 2009 года, с последующей стабилизацией на отметке 10 млн т. в год.

При этом следует отметить, что данные показатели в целом соответствуют планам компании, а в последние годы несколько превышают намеченные показатели, что будет освещено ниже.

По мнению авторов, помимо длительной эксплуатации основных месторождений причиной падения уровней добычи и дебитов эксплуатационных скважин являются методы разработки, применяемые в 1990-2000-х гг., в период пика продуктивности месторождений. В данный период целью являлось быстрое извлечение максимального количества ресурсов. Следствием такой деятельности является значительный и преждевременный рост обводненности, а также "захоронение" значительной части запасов, которую можно было извлечь, в пласте.

В сложившейся ситуации деятельность компании ведется по следующим направлениям:

Рост инвестиций в геологоразведочные работы. В период с 2012 по 2017 гг. размер вложений в геологоразведку вырос более, чем в 2 раза - с 2,1 млн до 4,8 млн рублей. Это привело к следующим результатам: за 2012-2015 гг. введены в эксплуатацию два новых месторождения - Вальнотское с притоками из пластов Ю<sub>1-2</sub> и Ю<sub>1-1</sub> 12,9 м<sup>3</sup>/сут и 9 м<sup>3</sup>/сут и Равнинное с запасами 28 млн т. (АВС<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>) и плановым пиком добычи 675 тыс. тонн нефти в год. Кроме того, был обеспечен прирост извлекаемых запасов на 2,7 млн т. нефтяного эквивалента по северному кластеру проекта Отдаленной группы месторождений на Западно-Чатылькинском лицензионном участке. [1]

Активное применение современных методов повышения нефтеотдачи. На Вынгапуровском месторождении за счет применения данных методов было добыто дополнительно около 5 тыс. т нефти. [2] Очень высока степень изученности методами гидродинамического исследования скважин Спорышевского месторождения - более 300 исследований в 145 скважинах, 7 добывающих скважин оборудованы установками "Гранат", позволяющими в процессе эксплуатации вести запись давления, температуры и дебита на различных режимах фильтрации. [3] На Холмогорском месторождении активно применяются методы многостадийного гидроразрыва пластов, также была составлена уточненная геологическая модель, результатом которой стало бурение 3 скважин, позволивших получить к годовому плану дополнительно 95 тыс. т. сырья. [4] В совокупности проведение подобных мероприятий на объектах разработки стабильно позволяет компании перевыполнять годовые планы добычи в последние несколько лет.

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

В настоящий момент компания переживает переходный период, когда большая часть основных месторождений истощается, добыча нефти падает, обводненность продуктивных пластов возрастает.

В сложившейся ситуации общество проявляет комплексный подход в поддержании нефтедобычи: заметны как экстенсивный метод - расширение ареала деятельности и открытие новых месторождений за счет увеличения инвестиций в геологоразведочные работы, так и интенсивный - модернизация скважинного фонда, применение новейших методов повышения нефтеотдачи.

Предпринимаемые меры позволили удержать падение темпов добычи и дебитов, а в последние годы и вовсе стабилизировать эти показатели. Намечившаяся тенденция позволяет предположить дальнейший рост производственных показателей Акционерного общества "Газпромнефть - Ноябрьскнефтегаз".

#### Литература

1. ОАО "Газпромнефть-ННГ" - Годовые отчеты [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ir.gazprom-neft.ru/index.php?id=142print.htmlprint.htmlprint.html> свободный. – Загл. с экрана (Дата обращения 12.11.2018);
2. Вынгапуровское месторождение: где находится и какие запасы? [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://fb.ru/article/321939/vyngapurovskoe-mestorojdenie-gde-nahoditsya-i-kakie-zapasyi> свободный. – Загл. с экрана (Дата обращения 26.11.2018)
3. Спорышевское месторождение нефти [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://greenologia.ru/eko-problemy/proizvodstvo-neft/sporyshevskoe-mestorozhdenie-nefti.html> свободный. – Загл. с экрана (Дата обращения 26.11.2018)
4. Холмогорское месторождение нефти [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://greenologia.ru/eko-problemy/proizvodstvo-neft/xolmogorskoe-mestorozhdenie-nefti.html> свободный. – Загл. с экрана (Дата обращения 26.11.2018).